

Геохимия органического вещества отложений карбонатного девона Южно-Татарского свода

А.Ю. Орлова¹, Р.С. Хисамов², В.Г. Базаревская², Е.Н. Полудеткина¹,
Н.П. Фадеева^{1*}, Т.А. Шарданова¹

¹Московский государственный университет имени М.В.Ломоносова, Москва, Россия

²ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

В статье рассматривается литология и геохимия органического вещества отложений верхнего девона-нижнего карбона (карбонатный девон) восточной части Южно-Татарского свода. Породы этого возраста обладают высоким генерационным потенциалом, обусловленным повышенными концентрациями органического вещества (ОВ) и его фитогенным и зоофитогенным составом. Они относятся к нетрадиционным источникам углеводородов. Генерационный потенциал зависит от фациальной обстановки и преобразованности ОВ – наиболее высоким потенциалом обладают карбонатно-кремнистые и кремнисто-карбонатные ритмиты доманикового горизонта.

Ключевые слова: Южно-Татарский свод, доманиковая формация, породы смешанного состава (ритмиты), известняки, органическое вещество, генерационный потенциал – содержание, тип органического вещества, катагенетическая преобразованность, углеводороды

Для цитирования: Орлова А.Ю., Хисамов Р.С., Базаревская В.Г., Полудеткина Е.Н., Фадеева Н.П., Шарданова Т.А. (2021). Геохимия органического вещества отложений карбонатного девона Южно-Татарского свода. *Георесурсы*, 23(2), с. 87–98. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.8>

Введение. Южно-Татарский свод является центральной структурой Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ) – старейшего нефтедобывающего региона нашей страны. В настоящее время большинство крупных месторождений практически выработаны, а прирост запасов осуществляется за счет разработки и ввода в эксплуатацию мелких месторождений. Вместе с тем в осадочном разрезе Волго-Уральского НГБ присутствуют породы, обогащенные органическим веществом (ОВ) сапропелевого типа или с незначительной примесью гумусового и/или зоогенного материала, которые можно рассматривать как нетрадиционные источники углеводородов (УВ) – «синтетическая нефть» и «трудноизвлекаемые запасы» (ТРИЗ), объединенные понятием «сланцевая нефть». К нефти, которая может быть получена из керогена искусственным путем, применим термин «синтетическая нефть» (*shale oil, black shale*), его можно сопоставить с «нереализованным потенциалом» ОВ. К ТРИЗ относятся УВ, содержащиеся в низкопористых и низкопроницаемых коллекторах, нефтегазоматеринских породах, обогащенных ОВ, горючих сланцах, углях, битуминозных песках, газогидратах, высоковязкой нефти и природном битуме именно с этими УВ («*tight oil, gas*») связана сланцевая революция.

Такие породы могут являться источником УВ в процессе всего катагенеза. Положительным фактором в генерации УВ может служить тип керогена. Известно, что сапропелевое ОВ (тип II) и с повышенным содержанием серы (тип керогена II-S) обладает высоким генерационным потенциалом, причем его реализация наступает раньше в доглавнофазовый этап на грациях катагенеза

ПК-ПК/МК₁ и заканчивается практически в апокатагенезе (Органическая геохимия..., 2008). Повышенная липидность исходного материала обуславливает высокую битуминозность пород на ранних этапах литогенеза. Негативными факторами, особенно влияющими на десорбцию и эмиграцию УВ, являются значительное содержание ОВ, обладающее высокой сорбцией (наподобие углей), низкое содержание битумоида и УВ в расчете на ОВ (битумоидный – $\beta_{\text{Сорг}}^{\text{XB}}$ и углеводородный $\beta_{\text{ТОС}}^{\text{SI}}$ коэффициенты) и тяжелый, смолисто-асфальтеновый состав битумоида.

Геологическое строение и нефтегазоносность. В пределах Волго-Уральского НГБ к нетрадиционным источникам УВ относятся отложения верхнего девона-нижнего карбона ($D_3f_2-C_1t$): саргаевский, доманиковый или семилукский (средний фран), мендымский (верхний фран) горизонты, фаменский ярус и турнейский ярус нижнего карбона (Хисамов и др., 2010). Эти отложения, рассматриваемые как доманиковая формация (Королук и др., 1984), по литологии и обогащенности пород ОВ подразделяются на собственно доманиковую формацию, развитую в пределах некомпенсированной семилукской впадины и доманикоидную, присущую Камско-Кинельским прогибам и их склонам. Первая выполнена глинисто-кремнисто-карбонатными породами, обогащенными ОВ, вторая содержит прослои светлых известняков с низким содержанием ОВ, что безусловно отражается на генерационных свойствах пород.

В породах карбонатного девона отмечаются многочисленные нефтепроявления, однако месторождений немного – это связано в первую очередь с отсутствием коллекторов. Залежи, как правило, приурочены к зонам трещиноватости внутри этих отложений, характеризующихся низкой пористостью и проницаемостью. Почти две

* Ответственный автор: Наталья Петровна Фадеева
e-mail: fadeeva_nataly@mail.ru

© 2021 Коллектив авторов

трети образовавшихся УВ остаются в породах доманиковой формации, образуя «матричную» нефть (паравтохтонная битуминозность), и только треть УВ могла насыщать традиционные коллектора (Зайдельсон и др., 1990).

В связи с особенностями этих формаций **целью** данной статьи послужила необходимость изучить геохимию ОВ для оценки генерационной способности верхнедевонских отложений на территории Южно-Татарского свода, в основном его северного и восточного склонов (рис. 1). Поэтому в **задачи** исследования входило определение содержания и типа ОВ, изотопного и углеводородного состава, катагенетической превращенности. К сожалению, у нас отсутствовал керн турнейских пород.

Изученная территория представляет собой восточную часть семилукской впадины, на которую с позднего франа до конца турнейского века наложилась Камско-Кинельская система прогибов. На севере Южно-Татарского свода к ней относится Нижне-Камский, на востоке – Актаныш-Чишминский прогибы. Породы карбонатного девона изучены в интервале глубин 1550–1880 м, катагенетическая преобразованность не превышает градаций катагенеза ПК и МК₁, т.е. эти породы еще не полностью реализовали свой потенциал, что позволяет оценить его исходные значения.

Методика исследований. Изучение литологического состава и условий формирования отложений карбонатного девона было проведено Т.А. Шардановой (Шарданова и др., 2017а). Геохимические исследования ОВ и нефтей включали пиролиз пород по методу Rock-Eval, экстракцию хлороформного битумоида и определение группового состава; углеводороды ОВ изучались методами изотопии и хромато-масс-спектрометрии. Интерпретация результатов базировалась на известных представлениях о биомаркерах, широко освещенных в литературе.

При интерпретации данных необходимо учитывать, что тонкое переслаивание пород разного состава (ритмиты), столь характерное для доманиковой формации, приводит к осреднению характеристик УВ, что отмечено также при литологическом и пиролитическом анализах пород.

Литологические исследования. Доманиковая толща неоднородна, она имеет слоистое строение и включает в себя нефтематеринские породы и низкопроницаемые коллектора (рис. 2).

На кривых ГИС породы доманиковой формации выделяются по высоким показаниям гамма-каротажа и бокового каротажа (БК) сопротивления и низкими значениями нейтронного гамма-каротажа (НГК), причем наиболее отчетливо это выражено для высокообогащенных ОВ пород доманикового горизонта. Ниже и выше этого горизонта залегают плотные карбонаты, характеризующиеся низкой радиоактивностью и высокими показаниями БК и НГК.

Высокие концентрации урана (0,2–50 г/т) и молибдена (0,01–112 г/т) в высокоуглеродистых доманикитах, положительная корреляция с содержанием ОВ и отрицательная с торием (коэффициенты корреляции 0,98–0,99) позволяют использовать эти элементы для определения границ доманикитных фаций (рис. 3).

В результате проведенного литолого-фациального анализа на основе изучения вещественного состава, текстурно-структурных особенностей пород, анализа органических остатков выделены обстановки осадконакопления изученных отложений (рис. 4).

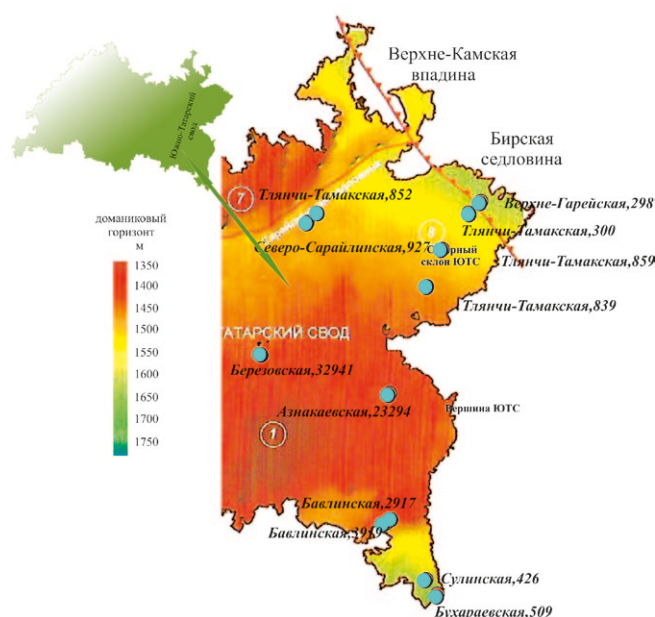


Рис. 1. Положение изученных скважин (структурная карта по кровле доманикового горизонта, Тектоническое и нефтегеологическое районирование..., 2006)

Осадки саргаевского горизонта на изученной части Татарстана накапливались в мелководно-морских условиях (фации тиховодного залива) и представлены в основном глинами песчано-алевритовыми известковыми с прослоями лито-биокластовых и микритовых известняков с маломощным прослоем высоко битуминозных пород.

Породы карбонатной платформы вскрыты изученными скважинами в пределах северного и южного склонов Южно-Татарского свода, они подстилают и перекрывают высоко углеродистую доманиковую толщу. Отложения представлены серыми доломитами, органогенно-обломочными и биоморфными известняками, расслоенные миллиметровыми слоями темно-серой известково-глинистой породы; в шлифах отмечаются строматолитовые известняки; условия накопления – мелководные прибрежно-морские.

Разрезы семилукско-фаменских отложений имеют трансгрессивно-регрессивный характер. В трансгрессивный этап, особенно в максимуме ее развития (семилукское время), накапливался наиболее тонкий карбонатно-кремнистый – кремнисто-карбонатный материал, обогащенный ОВ. Породы представлены темноцветными тонкослоистыми ритмитами, с очень тонкими слоями и линзами шламовых известняков, колломорфного ОВ (рис. 4). Они насыщены многочисленными остатками тентакулит (доманиковый горизонт) и радиолярий (фаменский ярус), полости которых выполнены ОВ, а также прослоями трещиноватых силицитов. Суммарные толщины пород с максимально высоким содержанием ОВ обычно не превышают 20–40 м, изредка увеличиваясь до 60–80 м. Этому этапу отвечают области некомпенсированного прогибания с обстановками иловых впадин, преимущественно восстановительным режимом, где развивались депрессионные фации. В начале трансгрессии (средний фран) и в регрессивный этап (поздний фран-фамен) существовали менее благоприятные условия накопления ОВ, что связано с активной гидродинамикой, штормовыми, гравитационно-оползневыми явлениями, окислительным режимом.

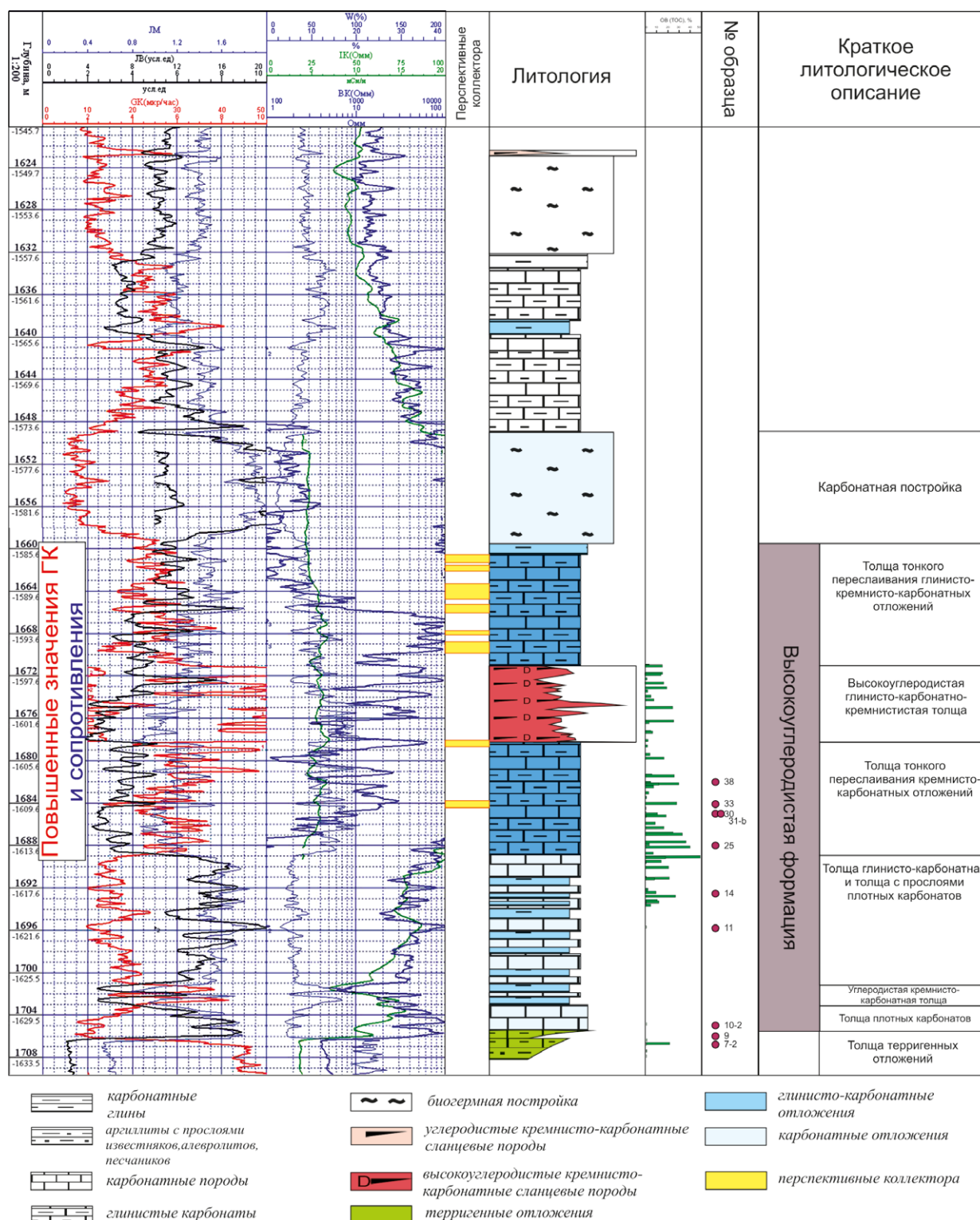


Рис. 2. Принципиальное строение разреза высокоуглеродистой формации Волго-Уральского бассейна (скв. Тлянчи-Тамакская, 300)

Эти условия характерны для бортовых склонов впадин, куда осадочный материал поступал с внутришельфовых поднятий и карбонатной платформы. Склоновые фации сложены теми же тонкослоистыми кремнисто-карбонатными ритмитами с включениями линз и прослоев биокластовых, шламово-биокластовых, микритовых известняков, толщиной до 20 см. Области накопления депрессионных фаций уменьшились и сместились в наиболее погруженные участки Камско-Кинельских прогибов; по бортам прогибов развивались рифогенные отложения.

Нефтегазоматеринский потенциал карбонатного девона. Основными критериями оценки нефтегазоматеринского потенциала являются содержание ОВ, тип керогена и степень катагенетической преобразованности.

Содержание ОВ. Количественной характеристикой формации является содержание сапропелевого ОВ (типы керогена I-II, II/III). По критерию концентрации ОВ нами используется следующая классификация пород, отражающаяся в их названии: $C_{орг}$ или TOC (*total organic carbon*) 5–25 мас.% – доманикиты или высокоуглеродистые породы, 0,5–5 мас.% – доманикоиды или углеродистые

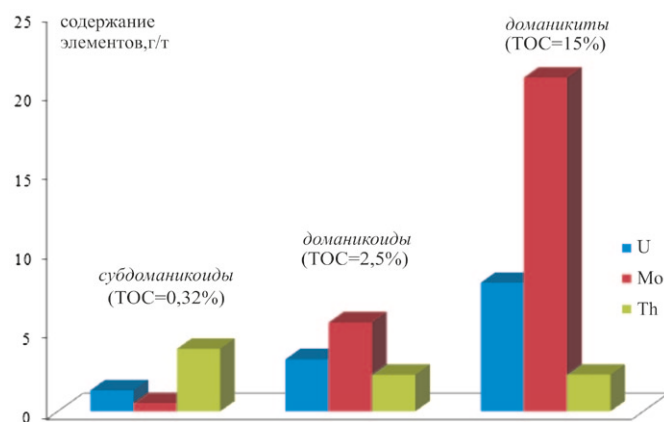


Рис. 3. Связь содержания ТОС, радиоактивных элементов и молибдена в доманиковой формации

породы. В породах с концентрацией $C_{орг}$ меньше 0,5% (субдоманикойды) присутствие ОВ в породах в названии не отражается (Шарданова и др., 2016).

Содержание ОВ в породах доманиковой формации Южно-Татарского свода изменяется в очень широких пределах – от десятых долей процента до 50 мас.%. Первичное распределение концентраций ОВ зависит от биопродуктивности бассейна и условий их сохранности в диагенезе. Катагенетическое преобразование заметно снижает содержание ОВ в породах, но в пределах Южно-Татарского свода, как было сказано выше, они не столь существенны.

Причинами повышенной биопродуктивности в позднедевонскую эпоху, по мнению ряда исследователей (С.В. Максимова, А.Б. Ронов, С.Г. Неручев и др.), является значительный приток по глубинным разломам питательных веществ, в том числе урана и микроэлементов, CO_2 , кремнекислоты, поступающих в бассейн седиментации в результате активизации тектонических процессов, сопровождающихся вулканической и гидротермальной деятельностью. Ответная реакция биосферы на эти события выражается в повышенной биопродуктивности фитопланктона, исчезновении одних видов морской

фауны и возникновению новых. Отложения позднего девона соответствуют одному из мировых максимумов нефтегазообразования в истории Земли, что обязано высокому содержанию ОВ: в кремнисто-карбонатных породах концентрации ОВ почти в 8 раз превышают типичные для девона содержания ОВ (Амосов и др., 1980).

В каждом горизонте доманиковой формации присутствуют породы как с низким ($TOC < 0,5$ мас.%), так и очень высоким содержанием ОВ (TOC до 30–50 мас.%), что отражает разные фациальные окислительно-восстановительные условия в седименто- и диагенезе (рис. 5).

Самые высокие значения средневзвешенной концентрации ТОС характерны для доманикового горизонта (9 мас.%), причем свыше 60% разреза содержат доманикитные концентрации (15,8%); самые низкие (2,3 мас.%) установлены в саргаевском горизонте, доминирующие значения 1,21%; в мендымском горизонте и в фаменском ярусе средневзвешенные концентрации снижаются до 4,3 и 3,6%, соответственно.

В фациальном аспекте низкое содержание ОВ (TOC 0,2–0,3%) свойственно алевролитистым глинам, светлым известковистым, мелкозернистым доломитам, биокластовым, микритовым, шламовым известнякам, накопление которых протекало в условиях мелководного шельфа с неустойчивым окислительно-восстановительным режимом и активной гидродинамикой. Они приурочены к нижней части доманиковой формации (низы саргаевского горизонта) и к отдельным прослоям в обогащенных ОВ породах доманикового, мендымского горизонтов и фаменского яруса Южно-Татарского свода. Большинство пород

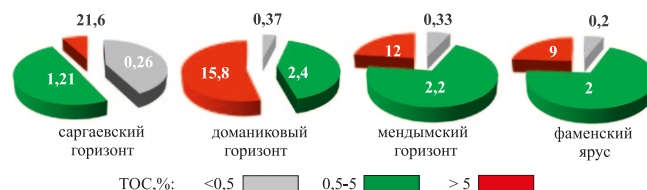


Рис. 5. Среднее содержание $C_{орг}$ (TOC), % в породах доманиковой формации

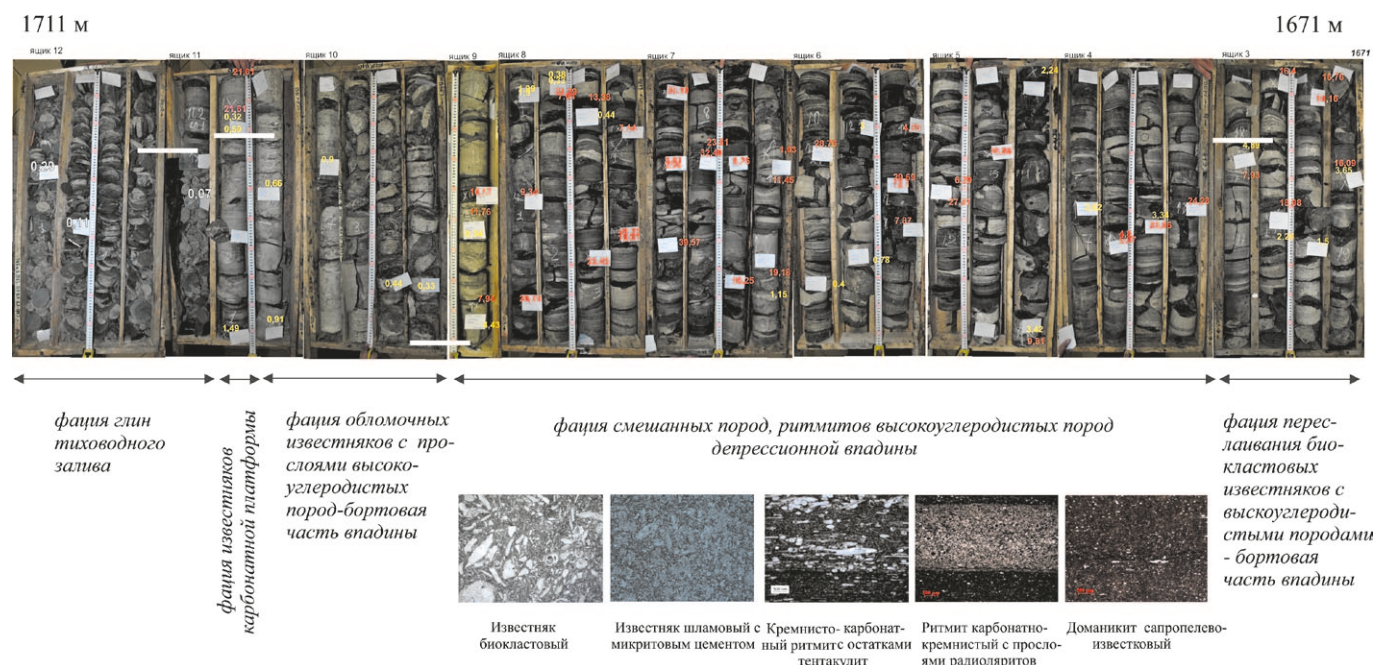


Рис. 4. Керн скв.Тяньчи-Тамакская, 300 и основные типы пород доманиковой формации

доманиковой формации обогащены ОВ (доманикоиды и доманикиты).

Показателем окислительных условий может служить пиролитический кислородный индекс (ОИ); обычно повышенные его значения связываются с высшей органикой. Однако в случае доманиковой формации ни макро-, ни микроскопическое изучение не обнаружило признаков высшей растительности, за исключением саргаевского и в редких случаях семилукского и мендымского горизонтов. Диапазон значений ОИ чрезвычайно велик: от 0,1 до 100 мг $\text{CO}_2/\text{г}$ ТОС (в саргаевском горизонте – до 400 мг $\text{CO}_2/\text{г}$ ТОС и более), что подтверждает формирование осадков как в восстановительных, так и в окислительных условиях; последнее согласуется с многочисленными находками тентакулит, радиолярий, раковин брахиопод. Между содержанием ОВ (ТОС) и его водородным индексом (показателем типа ОВ) и кислородным индексом обнаруживается тенденция снижения ТОС и ОИ при возрастании ОИ (рис. 6).

Эта корреляция показывает, что в аэробной среде (в водном столбе и в осадке) происходит окисление ОВ, причем в первую очередь окисляются наиболее полярные компоненты (протеины, углеводы), а остаточное ОВ обогащается липидами, происходит алифатизация керогена, и нефтематеринский потенциал ОВ относительно повышается. Окисление ОВ в седименто- и диагенезе заметно снижает его концентрации, но в меньшей степени изменяет химический тип керогена – значения ОИ почти всегда выше 200 мг УВ/г ТОС; следовательно, даже низконцентрированное ОВ (ТОС < 2%) может генерировать не только газовые, но и жидкие УВ, хотя их вклад в нефтегазообразование будет незначительным.

Другим фактором, который может влиять на сохранность ОВ, является адсорбция его минералами породы. Высокой сорбционной способностью обладают глинистые и кремнистые минералы, в то время как у карбонатных

она отсутствует или очень низкая. Наши данные показали, что наиболее отчетливо проявляется положительная корреляция между ОИ и карбонатами, и отрицательная – с кварцем; с глинистыми минералами она проявляется только в отдельных скважинах (рис. 6). Очевидно, сорбция на глинистых и кремнистых минералах предотвращает ОВ от микробного разрушения.

К собственно нефтематеринским породам, способным обеспечить промышленную нефтегазоносность, относится группа пород, содержание ОВ в которых превышает 2–2,5%. Уточнение нижней концентрационной границы $C_{\text{орг}}$ в 2–2,5 мас. % показало, что именно с этого уровня обогащения значения водородного индекса находятся примерно в одном диапазоне: 400–600 мг УВ/г ТОС и не зависят от содержания ОВ (рис. 7).

Типы органического вещества (керогена). Палеогеографические реконструкции (Тектоническое и нефтегеологическое районирование..., 2006; Хисамов и др., 2010), пиролиз, углеводородный состав показали, что в породах доманиковой формации Южно-Татарского свода содержится сапропелевое ОВ: типы керогена II и II/III, и только в случаях более окисленных его разновидностей – кероген III, IV типа (рис. 7).

На особенность состава исходного ОВ доманиковой формации обращали внимание многие исследователи, т.к. в его формировании принимал участие не только морской фитопланктон, но и морская фауна (Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа, 1986). Основным поставщиком служили простейшие водоросли – зеленые тасманиты, акритархи, а также бактериальная масса. Морская фауна, представленная многочисленными тентакулитами и радиоляриями, имела свои особенности. Хитин (полисахарид, обогащенный азотом), входящий в состав органогенных пленок в раковинах тентакулитов, придает гумоидный облик ОВ и снижает его потенциал. С другой стороны, зоопланктон по сравнению с фитопланктоном

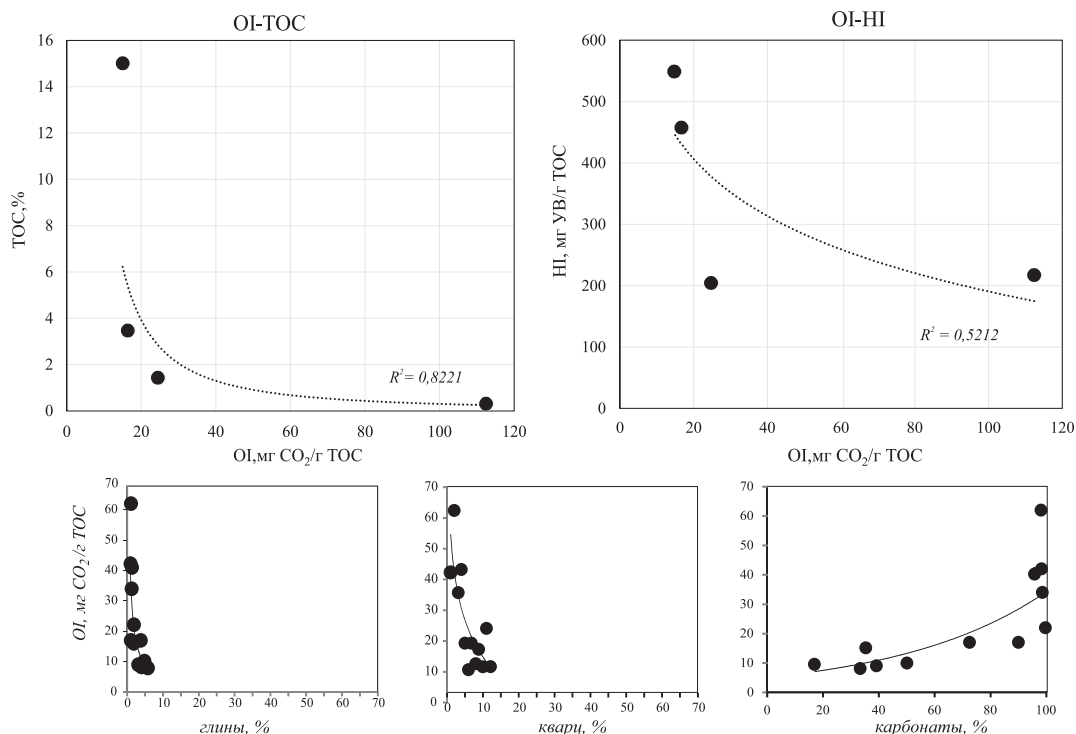


Рис. 6. Связь между ОИ, ТОС, ОИ и основными минералами доманиковой формации

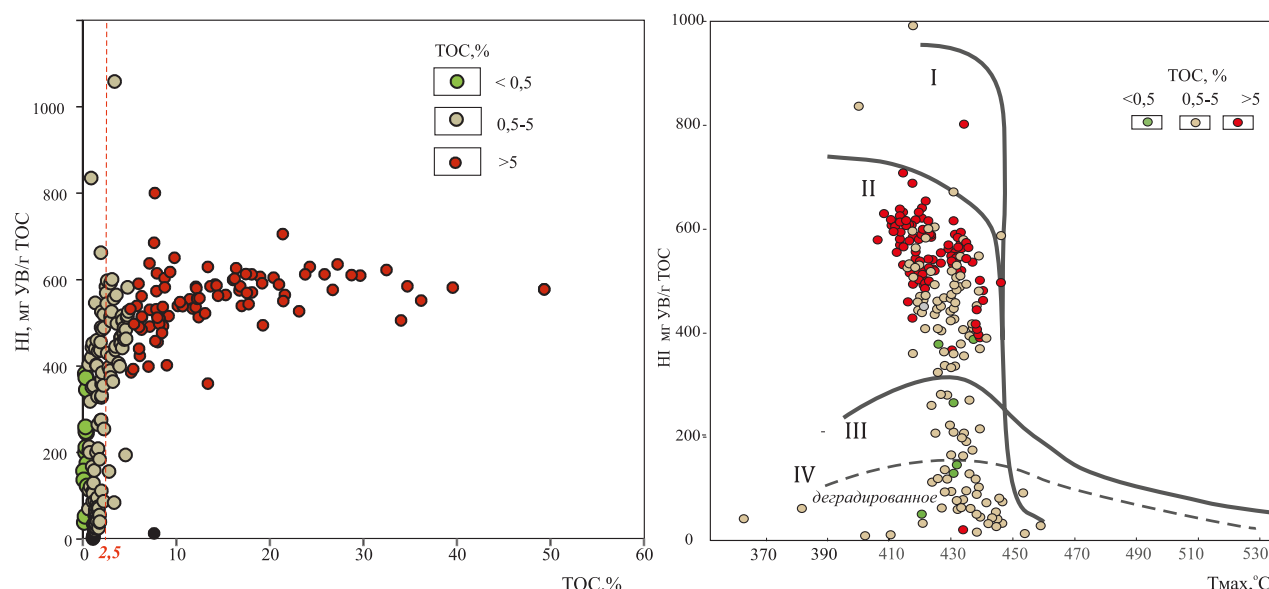


Рис. 7. Связь концентрации ТОС, HI и T_{max} в породах доманиковой формации

обогащен липидами, содержание которых составляет свыше 80% (Романкевич, 1977), и его участие привело к алифатизации ОВ и повышенному содержанию битумоидов уже на ранних этапах литогенеза, что характерно для доманикового вещества Русской платформы.

ОВ, изученное в проходящем, отраженном и ультрафиолетовом отраженном свете в шлифах и аншлифах пород типичной депрессионной фации Южно-Татарского свода, представлено однообразной массой, которая в виде слойков, линз насыщает породу, выполняет раковины тентакулитов и радиоларитов. Кероген так равномерно распределен среди минерального вещества, что создается впечатление единой органоминеральной массы, которая даже при большом увеличении не обнаруживает ее составляющих. В единичных случаях обнаружены водоросли и редкие липтинитовые мацералы (обрывки споринита, кутинита). В простом проходящем свете основная масса имеет темно-коричневый цвет, в отраженном свете отмечается фоновое неяркое коричневатое свечение, в ультрафиолетовом свете ярко-желтым свечением отличаются битумы и липтиниты (рис. 8).

Согласно данным Г.М. Парпаровой (Нефтегазобразование в отложениях доманикового типа, 1986) ОВ доманика Тимано-Печорского бассейна, сходного по условиям образования и составу с ОВ Волго-Урала, имеет нетипичный для сапропелитов красновато-коричневый оттенок в проходящем свете, что характерно для гелифицированного углистого вещества, в элементном составе

керогена повышено содержание азота (более 2%); такой состав близок к составу хитина, слагающего оболочки тентакулит. Авторами сделан вывод об участии зоопланктона в формировании ОВ доманика. Более поздние исследования ОВ доманиковых отложений Тимано-Печорского бассейна подтвердили роль зоогенной составляющей, отразившейся на составе битумоидов, в которых много ароматических (особенно моноароматических) УВ. На основе расчетного балансового моделирования показано, что в сравнении с чисто альгинитовым (водорослевым) ОВ, потенциал доманикового керогена ниже (Органическая геохимия..., 2008).

По данным пироллиза на изученных нами площадях Волго-Уральского бассейна более высоким исходным потенциалом обладало ОВ из отложений фаменского яруса, мендымского и саргаевского горизонтов по сравнению с доманиковым: HI в среднем составляет 650 мг УВ/г ТОС, а в доманиковом горизонте – 570 мг УВ/г ТОС. Более низкие значения HI доманикового вещества обусловлены участием зоопланктона (тентакулиты), хитиновые элементы которых снижают его нефтематеринский потенциал и формируют альгозоогенное ОВ, в то время как саргаевское и верхнефранско-фаменское ОВ образовано в основном планктонными водорослями (альгогенное ОВ) (Нефтегазобразование..., 1986).

Для выявления генетических особенностей ОВ (исходный органический материал, условия образования) используются данные по составу и распределению УВ.

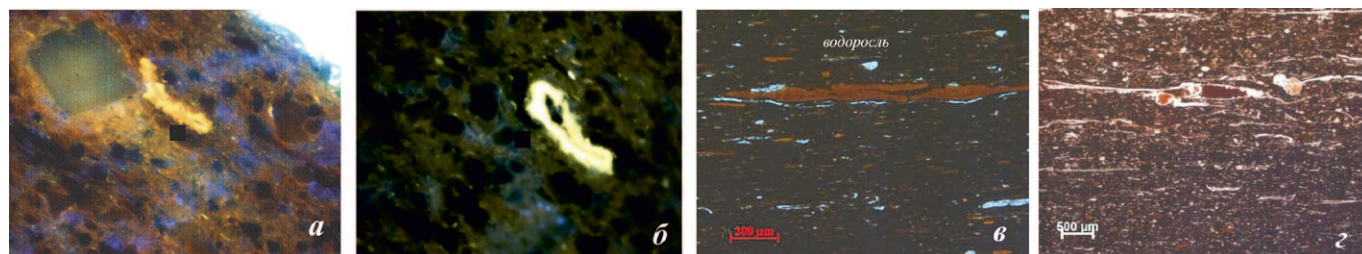


Рис. 8. Углетрографический состав ОВ доманиковой формации (анилифы пород). Оболочки спор, ультрафиолетовый свет: а) саргаевский горизонт, б) доманиковый горизонт. Депрессионная фация мендымский горизонт: в) черный глинисто-керогеново-карбонатный ритм с включениями серых органогенно-обломочных известняков. Вытянутое включение красновато-коричневого цвета – водоросль, з) ритм с раковинами тентакулит, выполненные керогеном.

Изотопный состав насыщенных и ароматических УВ из пород доманиковой формации варьирует в сравнительно узком диапазоне: $\delta^{13}\text{C} = -29,8 \div -30,7 \text{ ‰}$ (насыщенные) и $\delta^{13}\text{C} = -28,3 \div -29,4 \text{ ‰}$ (ароматические). Такой состав отвечает морскому ОВ, которое встречается в большинстве пород доманиковой формации (рис. 9).

По распределению алкановых УВ в большинстве пород доманиковой формации максимум приходится на относительно низко-, среднемолекулярную область $\text{C}_{15}-\text{C}_{23}$, что ассоциируется с ОВ типично морского фитопланктонного (водорослевого) генезиса, возможно бактериально переработанного (рис. 10). Последнее подтверждается преобладанием гопанов над стеранами в группе циклоалкановых УВ: отношение гопана (C_{30}) к стеранам (C_{29}) – от 0,55 до 7,5, в среднем – 3,4. Источником гопанов служат в основном прокариоты (бактерии), в восстановительных условиях некрома которых может сохраняться и пополнять массу ОВ.

Более надежным индикатором типа ОВ считается распределение стеранов C_{27} , C_{28} , C_{29} , т.к. относительное содержание этих гомологов не зависит от зрелости ОВ. Особенностью УВ доманиковой формации является преобладание стерана C_{29} , обычно ассоциирующегося с наземным ОВ. Однако некоторые водоросли (бурые, красные, золотистые) также содержат стеран C_{29} . Согласно (Тиссо, Вельте, 1981) стероиды C_{29} с одинаковым числом атомов углерода после их трансформации в насыщенные стераны практически не различимы. Поэтому трудно предполагать значительно участие высшей растительности в ОВ доманиковой формации, что было отмечено еще при макро- и микроизучении пород.

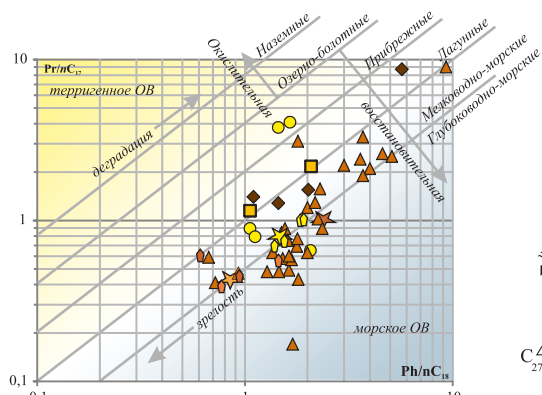
Еще одним индикатором ОВ является распределение трициклических терпанов $\text{t19}-\text{t31}$. Преобладание терпанов $\text{t23}-\text{t26}$ обычно связывается с морскими планктонными водорослями рода *Tasmanites* – для них характерно следующее сочетание коэффициентов $2 \times (\text{C}_{19} + \text{C}_{20}) / \Sigma(\text{C}_{23}-\text{C}_{26}) < 1$ и $\Sigma(\text{C}_{23}-\text{C}_{26}) / \Sigma(\text{C}_{28}-\text{C}_{31}) > 1$, в то время как для континентальных водорослей они имеют обратные значения (Volkman et al., 1989). В ОВ доманиковой формации эти коэффициенты имеют следующие значения: 0,11–0,65, среднее 0,21 и 0,7–6,1, среднее 2,75 (соответственно), что свидетельствует об участии морских *Tasmanites* в их формировании.

Области накопления менялись от относительно глубоководных до мелководных, лагунных, эстуариев, о чем свидетельствуют следующие отношения изоалканов (пристан, фитан) и н-алканов: $\text{Pr}/n\text{C}_{17} = 0,17-9$, $\text{Ph}/n\text{C}_{18} = 0,61-9,3$, и что хорошо видно на комплексной диаграмме типов ОВ и условий их накопления и подтверждается распределением стеранов $\text{C}_{27}-\text{C}_{29}$ и моноароматических стероидов (рис. 9).

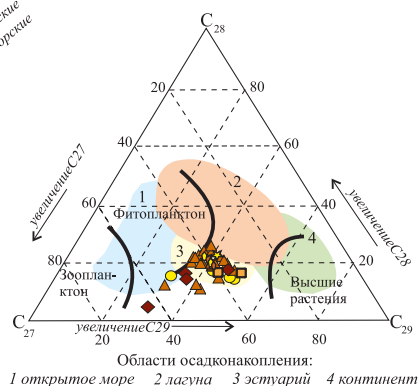
Окислительно-восстановительный режим был также непостоянным, о чем свидетельствует довольно широкий диапазон отношения $\text{Pr}/\text{Ph} = 0,05-2,24$, однако преобладали восстановительные условия (модальное значение 0,5), благоприятные для сохранения ОВ. На это указывают также высокомолекулярные максимумы четных н-алканов (C_{26} , C_{30}), отмеченные практически во всех подразделениях доманиковой формации (рис. 10).

Иногда возникало сероводородное заражение фотического слоя. В составе ароматической фракции некоторых

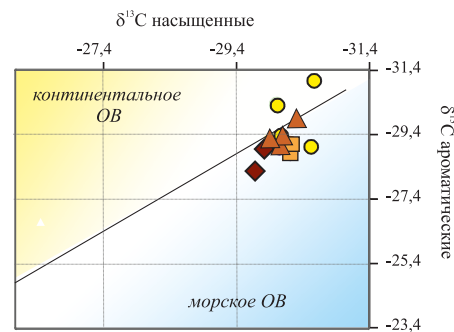
Алкановые УВ (диаграмма Shanmugam, 1975)



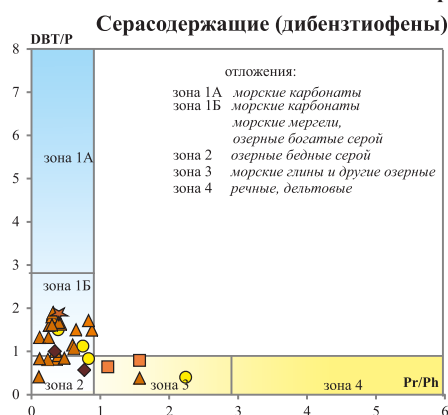
Стераны



Изотопный состав УВ



Ароматические УВ



Моноароматические стероиды

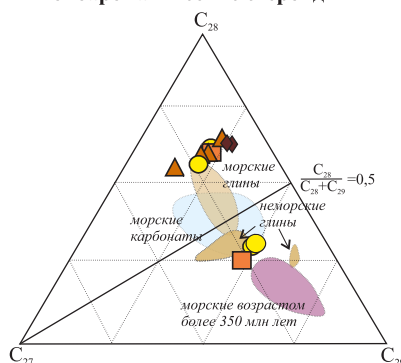


Рис. 9. Углеводороды доманиковой формации

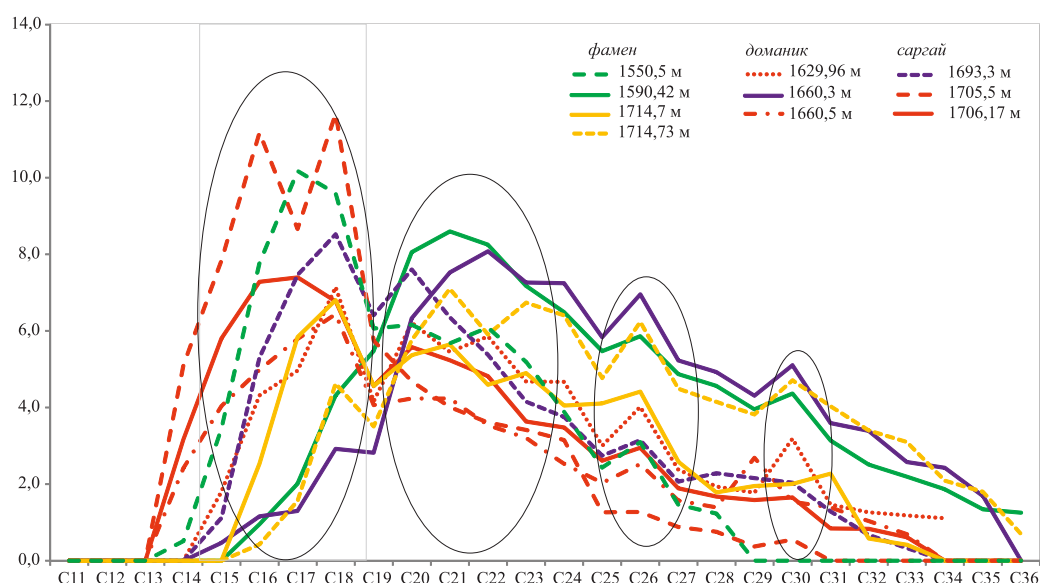


Рис. 10. Хроматограммы алкановых УВ доманиковой формации

образцов обнаружены диагенетические производные *изорениератена* – каротиноида, синтезируемого зелеными серными фотоавтотрофными бактериями рода *Chlorobiaceae*, необходимым условием существования которых являются свет и растворенный в воде сероводород; этот каротиноид является показателем сероводородного заражения фотического слоя бассейна. В условиях сероводородного заражения, характерного как для вод, так и для осадков морских бассейнов, при высоком поступлении исходного ОВ и низком содержании реакционноспособного железа, реализуются процессы осернения органических соединений. В дальнейшем они могут привести к формированию структуры сернистого керогена (тип «II-S») – по нашим данным содержание серы в элементном составе доманикового керогена достигает 3–8,7%; особенность такого керогена – ранняя генерация битумоидов, в том числе и УВ, и образование «доглавнофазовских» нефтей. Эти нефти тяжелые по составу (смолисто-асфальтеновые) и обогащены серой. По-видимому, некоторые нефти Татарии образованы из сернистого керогена. Подтверждением этого служит состав нефтей из доманиковых залежей Муслумовского, Шуганского месторождений, залежи 444 Березовской площади Ромашкинского месторождения – нефти тяжелые (средняя плотность 0,897 г/см³), высокосмолистые (30%), высокосернистые (3,82%).

В осадках, в которых обнаружен изорениератен, наблюдаются очень низкие значения Pr/Ph (до 0,11–0,39), что характерно для резко восстановительных условий накопления ОВ; в составе ароматической фракции ряда образцов обнаруживаются повышенные концентрации серасодержащих ароматических УВ – дибензотиофена (DBT) и его монометилзамещенных гомологов (рис. 9). Флуктуации в концентрации DBT и производных изорениератена могут быть вызваны либо периодическим исчезновением сероводорода в водной толще бассейна седиментации, что приводит к снижению анаэробной биопродукции, а также к разрушению остаточных каротиноидов, либо изменением глубины сероводородного хемоклина (Полудеткина и др., 2017).

Таким образом, результаты комплексного изучения

типов ОВ доманиковой формации показали, что оно относится к водорослевому и смешанному – зоогенно-водорослевому ОВ (типы керогена II-II/III); последнее преобладает в породах доманикового горизонта. Порода, концентрация ТОС в которых меньше 1,8%, содержат преимущественно окисленное ОВ (тип керогена III, IV).

Катагенез ОВ и пород. Генерационные свойства ОВ и пород определяются не только условиями их формирования, но и катагенезом, в результате которого происходит их истощение. С этой точки зрения, отложения карбонатного комплекса в пределах восточной части Южно-Татарского свода, находящиеся на глубинах 1,6–1,8 км, обладают практически полным, еще не израсходованным потенциалом, т.к. находятся в начале мезокатагенеза. Витринит в породах карбонатного девона отсутствует, поэтому, мы, помимо геологической истории бассейна, опирались на пиролитические показатели преобразованности – T_{max} и индекс превращения керогена PI ($S_1/(S_1+S_2)$), а также на некоторые углеводородных коэффициентах. Значения T_{max} изменяются в диапазоне 303–445°C, среднее и медианное значения близки – 426 и 430°C (*n* 230). PI меняется от следовых значений до 0,7, но также как и T_{max}, имеет одинаковые среднее и медианное значения – 0,10, 0,12. Эти параметры свидетельствуют о низкой степени превращенности керогена (градации катагенеза ПК-МК₁, МК₁), т.е. весь комплекс находится в начале главной зоны нефтеобразования (ГЗН). Вариации в катагенезе, отмеченные нами для пород некоторых близлежащих площадей, вероятно, обусловлены дополнительным поступлением тепла, как например, в скважинах Северо-Сарайлинской и Тлянчи-Тамакской, 852, расположенных вблизи Нижнекамского разлома, активизация которого происходила в карбоне и в альпийское время (Тектоническое и нефтегеологическое районирование..., 2006).

О невысокой степени трансформации ОВ доманиковой формации можно судить по алкановым и циклическим УВ. Кривая распределения алкановых УВ имеет зубчатый характер, что свойственно малообразованному ОВ (рис. 10); с усилением катагенеза происходит выплаживание кривой, а максимум *n*-алканов смещается в низкомолекулярную область. Изопреноиды, среди

которых доминируют пристан и фитан, превышают смежные с ними пики *n*-алканов, что также характерно для малопреобразованного ОБ – это фиксируется высокими значениями изопреноидного коэффициента K_i ($Pr+Ph/nC_{17}+nC_{18}$)=0,6–9, доминируют 1–4. Менее всего преобразовано ОБ на северо-востоке Южно-Татарского свода, где K_i в среднем составляет 3,4.

Более надежными индикаторами преобразования ОБ считаются циклические УВ (стераны, гопаны и ароматические с радикалами, представленными алкильными цепями разной длины). Еще в диагенезе начинает происходить ароматизация стероидов с образованием моноароматических стероидов C_{27} – C_{29} , максимум приходится на C_{28} , что говорит о том, что ОБ доманиковой формации не подвергалось влиянию высоких температур. Усиление преобразования ОБ приводит к преобразованию моноароматических стероидов (МА) в триароматические стероиды (ТА) и уменьшению количества стероидов с длинными радикалами. Для УВ доманиковой формации типичные значения коэффициентов, показывающих соотношение коротко- и длинноцепочечных УВ, – $TA(I)/TA(I+II)$ =0,02–0,25, среднее 0,1, TA_{20}/TA_{28} =0,02–0,41, среднее 0,12, что отвечает концу прото- началу мезокатагенеза.

Среди терпановых УВ наибольшее значение для оценки термической зрелости имеют два эпимера трисноргопана C_{27} : Ts (18 α H) и Tm (17 α H); первый из них термически более стабильный, чем второй. Отношение Ts/Tm возрастает от очень низких величин в незрелых битумоидах и нефтях до 1 в ГЗН и 5–10 на поздних стадиях катагенеза. Этот параметр зависит также и от литологии вмещающих пород – он ниже для карбонатных осадков по сравнению с глинистыми. В ОБ доманиковой формации значения Ts/Tm изменяются от 0,09 до 0,65, мода 0,1–0,2; они несколько выше в глинистых известняках, которые встречаются в отложениях всех возрастов доманиковой формации. Эти данные указывают на низкую степень преобразования ОБ.

В процессе катагенеза происходит также перегруппировка метильных групп в серасодержащих ароматических УВ (дибензтиофены) – от менее устойчивого 1-метилизомера к более устойчивому 4-метилизомеру, поэтому их отношение 4/1-MDBT является индикатором катагенеза и коррелируется с показателем отражения витринита R_o , % и T_{max} пиролиза. По нашим данным диапазон 4/1-MDBT=0,31–1,5, в основном 0,6–1, рассчитанные значения R_o =0,56–0,59% и T_{max}=426–428°C, что отвечает концу прото- началу мезокатагенеза.

Другие углеводородные коэффициенты зрелости во многом зависят от литологии вмещающих отложений (в первую очередь, от карбонатности). Так, стерановый показатель, отражающий переход менее стабильных R-конфигураций в более стабильную S-конфигурацию, K'_{13r} [$\alpha 20S/(\alpha 20S+\alpha 20R)$]=0,42 (*lim* 0,55 максимум ГЗН) высокий; изомеризация стеранов в карбонатах происходит относительно рано. Метилфенантреновый индекс – MPI-1= $1,5 \times (2MP+3MP)/(PHEN+1MP+9MP)$, основанный на переходе менее термодинамически устойчивых изомеров 1- и 9- в более устойчивые 2- и 3-метилизомеры, в ОБ доманиковой формации имеет значения 0,2–2,9 (среднее 0,72), характерные для ГЗН. Влияние карбонатности пород на этот процесс установлен F. Cassani (Cassani et al.,

1988); вероятно, высокие значения MPI-1 в породах доманиковой формации обусловлены именно карбонатным составом пород.

Таким образом, анализ состава УВ в отложениях доманиковой формации изученной части Южно-Татарского свода показал близкий состав исходного ОБ, образованного морским планктонным зоогенно-водорослевым сообществом, накопление которого происходило в условиях сравнительно мелководного бассейна в восстановительной геохимической среде и преимущественно карбонатной седиментации. В таких условиях был сформирован кероген типа II (вероятно и тип II-S), обладающий высоким нефтематеринским потенциалом, отличительной особенностью которого является возможность ранней генерации УВ.

Преобразованность керогена по углеводородным показателям отвечает в большинстве случаев концу протокатагенеза – началу мезокатагенеза и согласуется с данными пиролиза – индекс продуктивности керогена PI в среднем 0,12, т.е. потенциал пород еще практически не реализован.

Изначально высокая алифатичность ОБ обусловила высокое содержание битумоидов в породах комплекса даже на начальных этапах литогенеза, а низкая пористость явилась препятствием масштабной эмиграции, в связи с чем породы оказались насыщенными битумоидами, образуя так называемую «матричную» нефть. Присутствующие в породах паравтохтонные битумоиды приурочены главным образом к мелким трещинам, кавернам и связанным порам в карбонатных и кремнистых разностях.

Генерационный потенциал доманиковой формации. Анализ распределения генерационных свойств пород доманиковой формации на изученной территории Южно-Татарского свода показал, что наиболее высокий потенциал приурочен к области, протягивающейся с северо-востока в юго-западном направлении. С востока и вдоль всего восточного склона вплоть до его южного окончания эта область ограничивается полосой пород с более низким потенциалом (рис. 11).

Такое распределение обусловлено рядом причин – обстановками накопления осадков, окислительно-восстановительным режимом, возможной сменой типов ОБ и катагенетической преобразованностью.

В саргаевское время существовал мелководный бассейн с активными течениями, преимущественно окислительными обстановками; это привело к повышенному накоплению глинистого материала (40–60%) и, вероятно, наземного органического материала. Потенциал этой части доманиковой формации не превышает в среднем 4 кг УВ на тонну породы, причем минимальные значения отмечаются в глинах – меньше 1 кг УВ/т породы.

Наиболее благоприятное сочетание факторов (относительно глубоководный шельфовый бассейн, высокая биопродуктивность, близкий состав зоогенно-фитогенного ОБ, одинаковый литологический состав – карбонатно-кремнистые/кремнисто-карбонатные ритмиты с минимальной примесью глин – в среднем не более 6%, преимущественно восстановительный режим вплоть до анокии) обусловило высокий генерационный потенциал пород доманикового горизонта, особенно в иловых впадинах с застойным режимом, как например, в районе Тлянчи-Тамакской площади (скв.300, 859), нефтематеринский потенциал семилукского комплекса в которой в

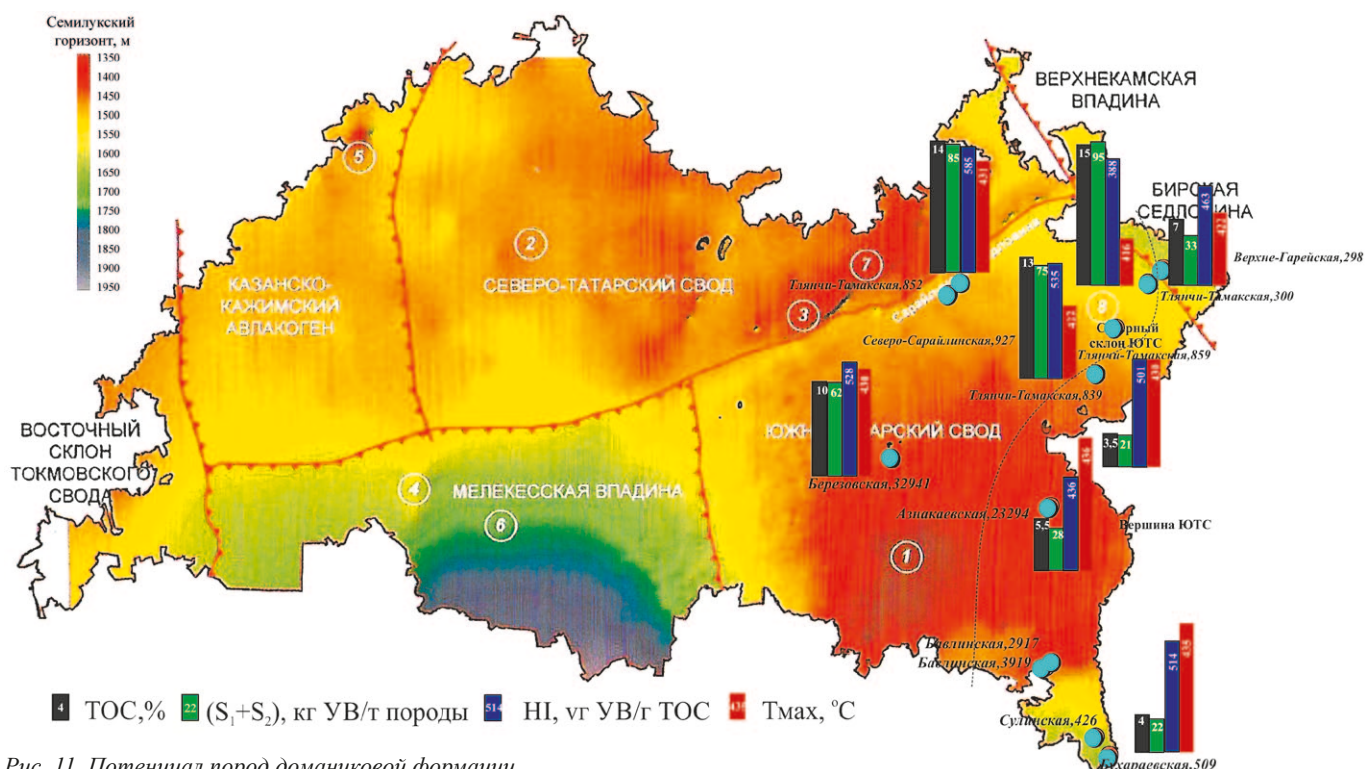


Рис. 11. Потенциал пород доманиковой формации

среднем составляет 86 кг УВ/т породы, а максимальный достигает 300 кг УВ/т породы. Но даже в этих впадинах в черных ритмах всегда обнаруживаются тонкие слойки, линзочки светлых известняков с низким содержанием ОВ, снесенных в результате штормовых процессов с отмельных участков внутрибассейновых поднятий.

Области накопления черных ритмитов с высоким нефтегенерационным потенциалом в позднефранское и фаменское время сужаются до центральных участков Нижне-Камского и Актаныш-Чишминского прогибов. На севере и северо-востоке Южно-Татарского свода в мендымских отложениях генерационный потенциал достигает 85 кг УВ/т породы (Тлянчи-Тамакская, 852), в фаменских – среднее 33, максимум 125 кг УВ/т породы (Верхне-Гарейская площадь).

В южной половине Южно-Татарского свода в фаменском веке существовал мелководный бассейн, где в условиях нормального газового режима накапливались светлые известняки с органогенными постройками. Потенциал известняков низкий – чаще всего 1 кг УВ/т породы, поэтому эти породы не являются нефтематеринскими.

Снижение генерационного потенциала (S_1+S_2) на восточном склоне Южно-Татарского свода связано с большей преобразованностью ОБ – практически на всех площадях (Тлянчи-Тамакская, 839, Азнакаевская, Сулинская, Бавлинская) по данным пиролиза фиксируется начало главной зоны нефтеобразования, отвечающее градации катагенеза МК₁. При сходных глубинах залегания восточной (1,6–1,8 км) и северо-восточной (1,6–1,7 км) частей свода более высокий катагенез на востоке, возможно, объясняется близким соседством с Камско-Бельским и Серноводско-Абдулинским авлакогенами.

Несмотря на то, что домиктовый комплекс находится еще в самом начале катагенетического преобразования, процессы не только генерации, но и эмиграции уже отмечаются. Они проявляются в высокой битуминозности

нефтематеринских отложений ($XБ=0,25-1,8\%$, $\max=4,2\%$), — это отмечалось при изучении пород в ультрафиолетовом свете в образцах керна и в аншлифах, в повышенных значениях битумоидного и углеводородного коэффициентов, индекса продуктивности по сравнению с фоновыми значениями (рис. 12). Некоторые битумоиды и УВ явно имеют зрелый состав, свойственный ОВ главной зоны нефтеобразования, а часть из них является миграционными (паравтохтонными).

Автохтонные битумоиды смолисто-асфальтенового состава (отношение малтены/асфальтены < 1 , а чаще всего 0,5), смолистая фракция преобладает, плотность флюида более 1 г/см³ (тяжелые битумы), индекс продуктивности PI $< 0,1$. Количество новообразованных УВ в расчете на ОВ обычно не более 25%, и его оказалось, по-видимому, недостаточно для создания сети флюидоразрывов, обеспечивающих высокую проницаемость пород. Эти УВ

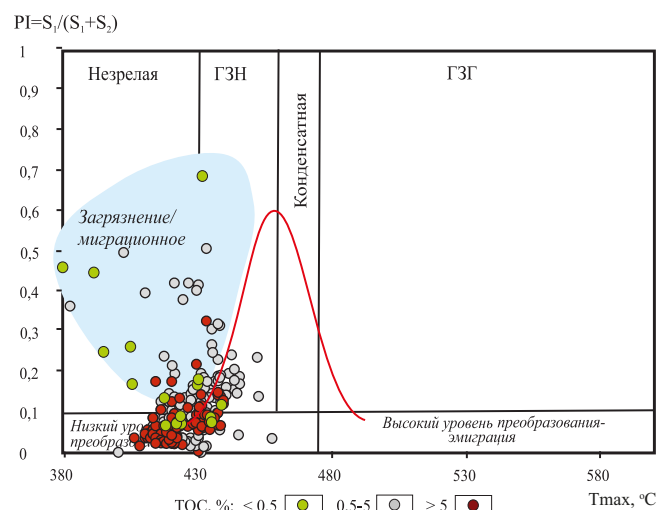


Рис. 12. Корреляция индекса превращенности керогена P) и T_{max} в породах доманиковой формации

находятся или в порах породы в свободном состоянии, или в сорбированном на поверхности минералов, или в керогене и создают так называемую «матричную нефть».

Однако в некоторых битумоидах, находящихся на одном уровне преобразования с автохтонными, увеличивается доля мальгенов (отношение мальгены/асфальтены в среднем составляет 2,2), и они характеризуются высокими значениями битумоидного (10–70%) и углеводородного (12–22%) коэффициентов, индекса продуктивности (PI 0,2–0,67, среднее 0,25), не свойственными начальному катагенезу – именно эти битумоиды и УВ мы относим к паравтохтонным. В породах, содержащих эти битумоиды, одновременно происходит снижение концентрации ОВ, генерационного потенциала породы (пик S_2) и ОВ (НП).

Предварительные исследования флюидных включений (проведенные профессором А.Ю. Бычковым) в двусторонне полированных пластинах кальцита некоторых образцов из Азнакаевской скважины показали, что они содержат воду и УВ, образование которых протекало при низких температурах (не выше 47°C) и высоком давлении (Шарданова и др., 2017б). Они представлены жидкими УВ, иногда с газовыми пузырьками, и локализируются по трещинам (рис. 13).

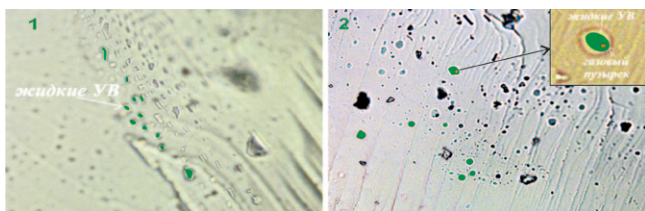


Рис. 13. Включения УВ в кристаллах кальцита (жидкие УВ окрашены в зеленый цвет). Азнакаевская площадь, глубина 1685–1685,6 м, доманиковый горизонт

Можно предположить, что эти УВ могли образоваться еще в протокатагенезе и, вероятно, вызывать флюидоразрыв в точечном очаге, по которому происходит эмиграция УВ, хотя эти породы в Азнакаевской скважине достигли градации $МК_1$ (T_{max} 437°C).

Заключение. Таким образом, геохимия ОВ показала, что породы доманиковой формации на Южно-Татарском своде обладают высоким нефтегенерационным потенциалом, обусловленным как содержанием ОВ, преимущественно фитогенным и зоофитогенным его составом и близкими условиями формирования. Расчет потенциальных ресурсов, учитывающий объем генерированных УВ, возможной эмиграции УВ, а также высокая сорбция УВ в основном ОВ, тормозящая эмиграцию УВ, показал, что они могут составлять около 120 тыс. т/км². Это удельная величина, т.к. доманиковая формация представляет «единую неструктурную залежь углеводородов» (Кирюхина и др., 2013, с. 86). От традиционных скоплений УВ в коллекторах она отличается отсутствием структурного и стратиграфического контроля их распространения, четких водонефтяных контактов и локализации их в отдельные скопления и др.

Присутствие в породах доманиковой формации паравтохтонных битумоидов (нефтепроявления), говорит о том, что даже в условиях незрелого ОВ-начала ГЗН, происходит нефтеобразование, и некоторые интервалы в разрезе разных скважин при соответствующей разработке могут представлять интерес как объекты трудноизвлекаемой

нефти (*Tight oil*), так и для получения сланцевой нефти (*Shale oil*). Наиболее перспективными могут являться участки склонов впадины, где одновременно существуют нефтематеринские отложения и возможные коллектора, в таком случае миграция УВ может осуществляться как в вертикальном (из кровли и подошвы нефтематеринского пласта), так и в латеральном направлениях.

Благодарности

Авторы статьи благодарны рецензенту за внимательное прочтение нашей статьи и сделанные замечания.

Литература

- Амосов Г.А., Мелехова К.Л., Добрякова Н.Е. (1980). Кларки органического углерода и битумоидов осадочных отложений. *Изв. АН СССР, сер. геол.*, 7, с. 120–132.
- Зайдельсон М.И., Суровиков Е.Я., Казьмин Л.Л., Вайнбаум С.Я., Семенова Е.Г. (1990). Особенности генерации, миграции и аккумуляции УВ доманиковой формации. *Геология нефти и газа*, 6, 78 с.
- Кирюхина Т.А., Фадеева Н.П., Ступакова А.В., Полудеткина Е.Н., Сауткин Р.С. (2013). Доманиковые отложения Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов. *Геология нефти и газа*, 3, с. 76–87.
- Королюк И.К., Летавин А.И., Мкртчян О.М., Хачатрян Р.О. (1984). Структурно-формационные критерии прогноза нефтегазоносности. Теоретические основы поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа. Москва: Наука, с. 47–63.
- Нефтегазообразование в отложениях доманикового типа, 1986. Л.: Недра, 247 с.
- Органическая геохимия Тимано-Печорского бассейна (2008). Баженова Т.К., Шиманский В.К. и др. СПб.: ВНИГРИ, 164 с.
- Полудеткина Е.Н., Смирнов М.Б., Фадеева Н.П., Козлова Е.В. (2017). Доказательство формирования органического вещества карбонатных и карбонатно-кремнистых отложений верхнего девона Южно-Татарского свода в условиях постоянной анокии в фотическом слое. *Геохимия*, 8, с. 730–740. <https://doi.org/10.1134/S0016702917080079>
- Романкевич Е.А. (1977). Геохимия органического вещества в океане. М.: Наука, 203 с.
- Тектоническое и нефтегеологическое районирование территории Татарстана (2006). Казань: Фэн, 327 с.
- Тиссо Б., Вельте Д. Образование и распространение нефти и газа. М.: Мир. 501 с. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-87813-8>
- Хисамов Р.С., Губайдуллин А.А., Базаревская В.Г., Юдинцев Е.А. (2010). Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана. Казань: Фэн, 283 с.
- Шарданова Т.А., Фадеева Н.П., Хомяк А.Н., Косоруков В.Л. (2017а). Особенности строения и формирования высокоуглеродистых комплексов. *Отечественная геология*, 3, с. 74–84.
- Шарданова Т.А., Фадеева Н.П., Хамидуллин Р.А., Хомяк А.Н. (2017). Емкостное пространство пород высокоуглеродистой формации (на примере доманиковой толщи Южно-Татарского свода). *Георесурсы*, Спецвыпуск, с. 125–132. <http://doi.org/10.18599/grs.19.13>
- Cassani F., Gallango O., Talukdar S., Vallejos C. and Ehrman U. (1988). Methylphenanthrene maturity index of marine source rock extracts and crude oils from the Maracaibo Basin. *Organic Geochemistry*, 13, pp. 73–80. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(88\)90027-7](https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90027-7)
- Volkman J.K., Banks M.R., Denwer K. and Aquino Neto F.R. (1989). Biomarker composition and depositional setting of Tasmanite oil shale from northern Tasmania, Australia. *The 14th Int. Meet. on Organic Geochemistry*. Paris.

Сведения об авторах

Александра Юрьевна Орлова – аспирант, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова
Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Раис Салихович Хисамов – доктор геол.-мин. наук, заместитель генерального директора – главный геолог, ПАО «Татнефть»
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

Венера Гильмиахметовна Базаревская – кандидат геол.-мин. наук, заместитель директора по научной работе в области геологии трудноизвлекаемых запасов Института «ТатНИПИнефть», ПАО «Татнефть»
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

Елена Николаевна Полудеткина – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Наталья Петровна Фадеева – кандидат геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Татьяна Анатольевна Шарданова – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119234, Москва, Ленинские горы, д. 1

Статья поступила в редакцию 11.03.2021;

Принята к публикации 25.04.2021;

Опубликована 25.05.2021

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Geochemistry of organic matter in carbonate Devonian sediments of the South Tatar arch

A.Yu. Orlova¹, R.S. Khisamov², V.G. Bazarevskaya², E.N. Poludetkina¹, N.P. Fadeeva^{1*}, T.A. Shardanova¹

¹Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

²Tatneft PJSC, Almet'yevsk, Russian Federation

*Corresponding author: Natalia P. Fadeeva, e-mail: fadeeva_nataly@mail.ru

Abstract. The article deals with the lithology and geochemistry of organic matter of Upper Devonian-Lower Carboniferous deposits (Carbonate Devonian) of the eastern part of the South Tatar arch. Rocks of this age have a high generative potential due to increased concentrations of organic matter (OM) and its phytogenic and zoophytogenic composition. They refer to non-traditional sources of hydrocarbons. The generative potential depends on the facial environment and the transformation of OM. The highest potential have carbonate-siliceous and siliceous-carbonate rhythmites domannic horizon.

Key words: South Tatar arch, domanic formation, rocks of mixed composition (rhythmites), limestones, organic matter, potential, type of organic matter, catagenetic transformation, hydrocarbons

Recommended citation: Orlova A.Yu., Khisamov R.S., Bazarevskaya V.G., Poludetkina E.N., Fadeeva N.P., Shardanova T.A. (2021). Geochemistry of organic matter in carbonate Devonian sediments of the South Tatar arch. *Georesursy = Georesources*, 23(2), pp. 87–98. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.8>

References

- Amosov G.A., Melekhova K.L., Dobryakova N.E. (1980). Clarke of organic carbon and bitumen of sedimentary deposits. *Izv. AN SSSR, ser. geol.*, 7, pp. 120–132. (In Russ.)
- Cassani F., Gallango O., Talukdar S., Vallejos C. and Ehrman U. (1988). Methylphenanthrene maturity index of marine source rock extracts and crude oils from the Maracaibo Basin. *Organic Geochemistry*, 13, pp. 73–80. [https://doi.org/10.1016/0146-6380\(88\)90027-7](https://doi.org/10.1016/0146-6380(88)90027-7)
- Khisamov R.S., Gubaidullin A.A., Bazarevskaya V.G., Yudin E.A. (2010). Geology of complex carbonate reservoirs of the Devonian and the Carboniferous of Tatarstan. *Kazan: Fen*, 283 p. (In Russ.)
- Kiryukhina T.A., Fadeeva N.P., Stupakova A.V., Poludetkina E.N., Sautkin R.S. (2013). Domanik deposits of the Timan-Pechora and Volga-Ural basins. *Geologiya Nefti i Gaza = Russian Oil And Gas Geology*, 3, pp. 76–87. (In Russ.)
- Korolyuk I.K., Letavin A.I., Mkrtchyan O.M., Khachatryan R.O. (1984). Structural and Formation Criteria for Forecasting Oil and Gas Potential. *Theoretical foundations of prospecting, exploration and development of oil and gas fields*. Moscow: Nauka, pp. 47–63. (In Russ.)
- Oil and gas formation in sediments of the Domanik type (1986). Leningrad: Nedra. 247 p. (In Russ.)
- Organic Geochemistry of the Timan-Pechora Basin (2008). Bazhenova T.K., Shimansky V.K., Vasiliev V.F., Shapiro A.I., Yakovleva (Gembitskaya) L.A., Klimova L.I. St. Petersburg: VNIGRI, 164 p. (In Russ.)
- Poludetkina E.N., Smirnov M.B., Fadeeva N.P., Kozlova E.V. (2017). Evidence of the formation of organic matter in carbonate and carbonate-siliceous sediments of the Upper Devonian of the South Tatar arch under conditions of constant anoxia in the photic layer. *Geochemistry*, 8, pp. 730–740. (In Russ.) <https://doi.org/10.1134/S0016702917080079>
- Romankevich E.A. (1977). Geochemistry of organic matter in the ocean. Moscow: Nauka 203 p. (In Russ.)

Shardanova T.A., Fadeeva N.P., Khamidullin R.A., Khomyak A.N. (2017). The pore space of carbon-enriched rocks (at the example of Domanik formation of the South Tatar arch). *Georesursy = Georesources*, Special issue, pp. 125–132. <http://doi.org/10.18599/grs.19.13>

Shardanova T.A., Fadeeva N.P., Khomyak A.N., Kosorukov V.L. (2017a). Features of the structure and formation of high-carbon complexes. *Domestic geology*, 3, pp. 74–84. (In Russ.)

Tectonic and oil-geological zoning of the territory of Tatarstan (2006). Kazan: Fen, 327 p. (In Russ.)

Tissot B., Welte D. (1984). Petroleum Formation and Occurrence. Springer, Berlin, Heidelberg, 702 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-87813-8>

Volkman J.K., Banks M.R., Denwer K. and Aquino Neto F.R. (1989). Biomarker composition and depositional setting of Tasmanite oil shale from northern Tasmania, Australia. *The 14th International Meeting on Organic Geochemistry*. Paris.

Zaidelson M.I., Surovikov E.Ya., Kazmin L.L., Vainbaum S.Ya., Semenova E.G. (1990). Features of generation, migration and accumulation of hydrocarbons in the Domanik formation. *Geologiya Nefti i Gaza = Russian Oil And Gas Geology*, 6, 78 p. (In Russ.)

About the Authors

Aleksandra Yu. Orlova – PhD student, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Rais S. Khisamov – DSc (Geology and Mineralogy), Professor, Deputy Director General and Chief Geologist, Tatneft PJSC
75, Lenin st., Almet'yevsk, 423400, Russian Federation

Venera G. Bazarevskaya – PhD (Geology and Mineralogy), Deputy director for science in the field of geology of hard-to-recover reserves, Institute TatNIPIneft, Tatneft PJSC
75, Lenin st., Almet'yevsk, 423400, Russian Federation

Elena N. Poludetkina – PhD (Geology and Mineralogy), Senior Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Natalia P. Fadeeva – PhD (Geology and Mineralogy), Leading Researcher, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Tatiana A. Shardanova – PhD (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Petroleum Geology Department, Lomonosov Moscow State University
1, Leninskie gory, Moscow, 119234, Russian Federation

Manuscript received 11 March 2021;

Accepted 25 April 2021;

Published 25 May 2021